

© Р.А.Мусаев, С.З.Джафарлы, 2013

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОДЫ НА КОЛИЧЕСТВО ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ, ИЗМЕНЕНИЕ ЕЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА И МЕЖФАЗНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Р.А.Мусаев, С.З.Джафарлы

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье представлены результаты экспериментального изучения влияния смачивающей способности поверхности пористой среды, составленной из кварцевого песка, на количество остаточной нефти и объем воды, вытесняющей нефть. Также показано влияние степени гидрофобности породы на состав и межфазное натяжение нефти в процессе ее фильтрации в пористой среде.

Как известно, современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется осложнениями, связанными как с существующей диспропорцией между подготовкой запасов нефти и их извлечением, так и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. В связи с этим закономерности движения нефти в пласте и ее вытеснение из пористой среды наряду с объемными свойствами жидкостей и пород зависят от свойств пограничных слоев, соприкасающихся фаз и процессов, протекающих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой (Таиров, 1981), в том числе и от характера смачиваемости пород (Хижняк, 2002). При этом истинная смачиваемость коллектора зависит не только от свойств материала породы, но и от содержащихся в порах жидкостей (Мусаев, Керимова, 2001).

Отметим, что смачиваемость нефтесодержащих коллекторов является одним из главных показателей, определяющих взаимное распределение и течение нефти и воды в пласте. В системе порода-нефть-вода избирательное смачивание есть мера предпочтительности породы к нефти или к воде. Если порода гидрофильная, т.е. смачивается водой, то вода обычно занимает мелкие поры и контактирует с большей частью поверхности породы. В гидрофобной, т.е. смачивающейся нефтью, системе порода преимущественно контактирует с нефтью, которая занимает мелкие поры. Явле-

ние смачиваемости оказывает большое влияние на количество и распределение остаточной нефти в пласте (Гашимов, Мусаев, 1999).

Для изучения влияния свойств смачиваемости породы на остаточную нефть была проведена серия опытов на гидрофильных и искусственно гидрофобизированных насыпных моделях пористой среды. Гидрофобизация поверхности пористой среды в опытах производилась растворами асфальтенов, выделенных из нефти I горизонта месторождения Мишовдаг. О степени гидрофобности поверхности кварца судили по величине краевого угла смачивания. Методика измерения краевого угла смачивания заключается в следующем (Таиров, 1981): предварительно поверхность исследуемых пластинок кварца тщательно обрабатывалась хромовой смесью, а затем дистиллированной водой. При этом особое внимание уделялось чистоте пластинок, оцениваемой по истеканию пленки воды с ее поверхности. После этого кварцевые пластинки помещались в кювету с пресной, пластовой хлоркальциевой и пластовой гидрокарбонатной водами. Согнутым капилляром капля раствора гидрофобизатора различной концентрации подводилась снизу к поверхности кварцевых пластинок. По мере стягивания периметра смачивания замерялся краевой угол проведением касательной к поверхности капли и контролировался расчет его величины по формуле:

$$\operatorname{tg} \frac{\theta}{2} = \frac{2h}{d},$$

где h – высота капли, d – диаметр капли.

На основании полученных данных строились кривые зависимости краевого угла смачивания от концентрации раствора гидрофобизатора (рис.1).

Как видно из этих кривых, с увеличением концентрации асфальтенов в растворе краевые углы смачивания увеличиваются, а затем практически стабилизируются. Отметим, что на величину краевого угла смачивания поверхности кварцевых пластинок химический состав воды оказывает слабое влияние. Установлено, что оптимальной концентрацией для гидрофобизации поверхности пористой среды является 1,5-2,0%-ный раствор асфальтенов в бензоле.

В качестве породы был использован кварцевый песок. Для гидрофобизации гидрофильного естественного кварцевого песка 500 г песка помещали в 500 см³ 2%-ного раствора асфальтена в бензоле. По истечении 48 часов излишек раствора сливался и песок высушивался.

Модель пористой среды представляла собой цилиндрическую трубу из оргстекла длиной 100 см, диаметром 2,5 см. Проницаемость по воздуху для гидрофильной пористой среды изменялась в пределах 0,8-0,9 мкм², а для гидрофобной – 1,0-1,2 мкм². Остаточная вода моделировалась пластовой щелочной и составляла для гидрофильной среды 32%, а для гидрофобной – 18% от объема пор. Пористая среда насыщалась нефтью месторождения Балаханы с вязкостью 6,35 мПа·с при 20⁰С. Опыты проводились при температуре 20⁰ с постоянной объемной скоростью вытеснения, равной 25см³/час. В качестве вытесняющей жидкости была использована пресная вода.

Из рис. 2 следует, что в гидрофильной пористой среде безводный и конечный коэффициенты вытеснения соответственно равны 0,45 и 0,65, в гидрофобной пористой среде эти коэффициенты составляют 0,22 и 0,57. Как видно из сравнения этих кривых зависимостей, несмотря на большое отличие

в безводных коэффициентах вытеснения (почти на 0,25), разница между остаточной нефтенасыщенностью гидрофильного (0,33) и гидрофобного пластов (0,41) составляет всего 0,08. Правда, в гидрофобных моделях в 2 раза возрастают объемы прокаченной через пористую среду воды для достижения окончательного значения остаточной нефти.

Изучено влияние гидрофильности и гидрофобности поверхности породы на состав исследуемой нефти после ее фильтрации через пористую среду.

Рассмотрение этой таблицы показывает, что при фильтрации нефти из пористой среды в значительной степени происходит количественное изменение в ее составе асфальтенов, смол и масляных фракций. Дан-

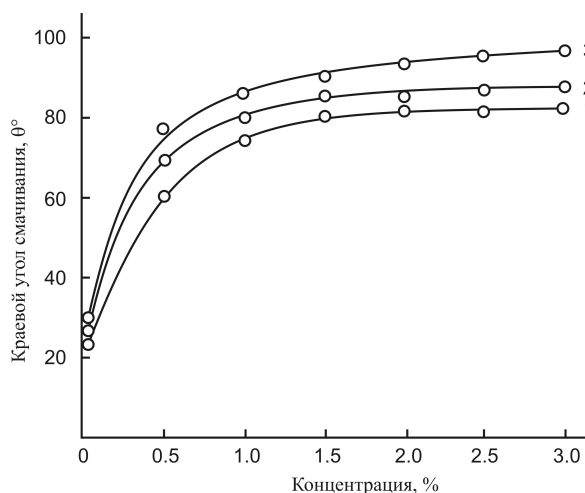


Рис. 1. Зависимость краевого угла смачивания поверхности кварца растворами асфальтенов на границе раздела с щелочной (1), жесткой (2) и пресной (3) водами

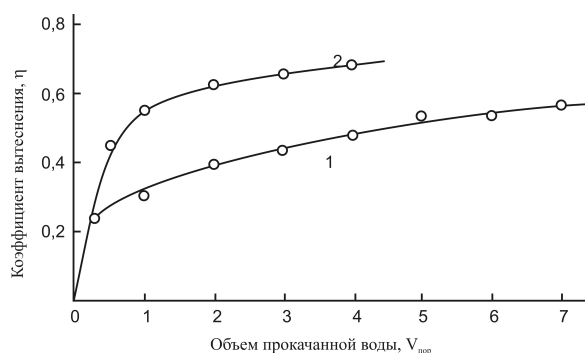


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокачанной воды через гидрофобную (1) и гидрофильную (2) пористую среду

Выходы отдельных групп углеводородов, выделенных из нефти месторождения Балаханы, %

Состав	Исходная нефть	Нефть после фильтрации через гидрофильную пористую среду	Нефть после фильтрации через гидрофобную среду
Асфальтены	1,65	1,23	1,16
Смолы	24,39	15,93	10,16
Масла	73,96	82,84	87,89

ные таблицы показывают, что после фильтрации нефти через гидрофобную пористую среду содержание асфальтенов и смол в ней уменьшается, что указывает на увеличение их адсорбции по сравнению с гидрофильной пористой средой. Относительное содержание масел, наоборот, возрастает. Отметим, что при вытеснении нефти водой в пласте происходит изменение величины поверхностного натяжения на границе раздела фаз (Мусаев, Халилов, 1969). Величина поверхностного натяжения определяет степень диспергирования нефти в воде, условия прилипания капель нефти и воды к твердой поверхности. В связи с этим в процессе вытеснения нефти водой определялось влияние гидрофильности и гидрофобности поверхности пористой среды на величину межфазного натяжения на границе раздела вода-нефть. Использованная в опытах нефть месторождения Балаханы имела межфазное натяжение на границе с дистиллированной и пластовой щелочной водами соответственно: 38,0 и 22,0 мН/м. Результаты опытов приведены на рис.3, где по оси ординат отложена величина поверхностного натяжения в мН/м, а по оси абсцисс – объем профильтрованной нефти.

Изменение величины межфазного натяжения в зависимости от объема профильтрованной нефти позволило сравнить характер адсорбции активных компонентов на различных по характеристике гидрофильных и гидрофобных породах. Увеличение величины межфазного натяжения в данном случае указывает на увеличение адсорбции из нефти активных компонентов.

Как видно из представленных кривых зависимостей $\sigma=f(V_{\text{пор}})$, с увеличением объема нефти в случае гидрофобной пористой

среды (рис. 3, кривая 1) межфазное натяжение уменьшается; при фильтрации нефти в количестве 7-8 объемов порового пространства величина σ практически доходит до первоначального значения, что не наблюдается при наличии гидрофильной породы (кривая 2), где из-за интенсивной адсорбции требуется фильтрация 10-12 объемов пор нефти. Из этих опытов следует, что активные компоненты нефти менее интенсивно адсорбируются на поверхности гидрофобной породы.

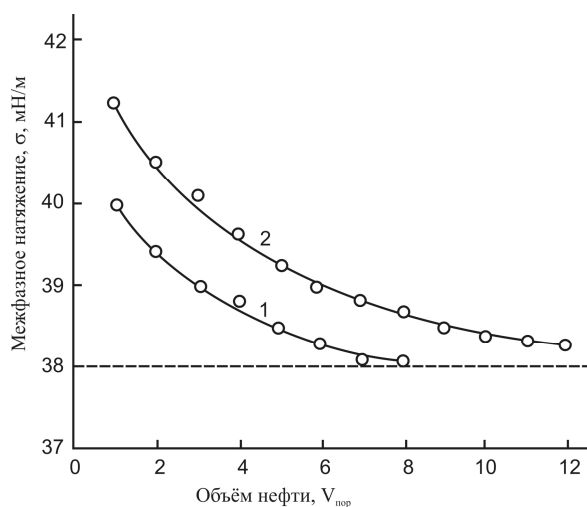


Рис. 3. Зависимость изменения величины межфазного натяжения нефти от ее объема, прошедшего через гидрофобную (1) и гидрофильную (2) пористую среду на границе раздела с дистиллированной водой

Таким образом, проведенные лабораторные эксперименты позволили сделать следующие выводы:

- показано, что количество остаточной нефти по мере увеличения степени гидрофобности пористой среды увеличивается;
- объем воды, закачиваемой в модель

пласта для достижения одной и той же величины коэффициента вытеснения нефти, возрастает при переходе от гидрофильной пористой среды к гидрофобной;

– смачиваемость поверхности пористой среды оказывает влияние на состав вытесненной нефти;

– установлено, что активные компоненты нефти в процессе ее фильтрации менее интенсивно адсорбируются на поверхности гидрофобной породы.

ЛИТЕРАТУРА

ГАШИМОВ, А.Ф., МУСАЕВ, Р.А. 1999. Влияние характеристики смачиваемости пород на остаточную нефтенасыщенность и распределение остаточной

нефти. *Труды ИПГНМ*, 118-122.

МУСАЕВ, Р.А., КЕРИМОВА, Ф.Г. 2001. Исследование влияния смачивающей способности вытесняющего агента на фазовую проницаемость и коэффициент вытеснения нефти водой. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 70-73.

МУСАЕВ, Р.А., ХАЛИЛОВ, Э.Г. 1969. Об адсорбции активных компонентов при обработке призабойной зоны скважин нефтью. В кн.: *Разработка нефтяных и газовых месторождений Азербайджана*. Изд. АН Азерб. ССР, Баку, 112-116.

ТАИРОВ, Н.Д. 1981. Нефтеотдача глубокозалегающих пластов. Недра. Москва. 127.

ХИЖНЯК, Г.П. 2002. К вопросу определения смачиваемости пород-коллекторов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. ВНИИОЭНГ, Москва, 8, 44-47.

Рецензент: д.т.н. А.М.Мамедзаде